

Spett.le Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture, Energia e Unbundling  
Corso di Porta Vittoria 27  
20122 Milano  
e-mail: [infrastrutture.aeeg@pec.energia.it](mailto:infrastrutture.aeeg@pec.energia.it)

Prot. AFIR-Ing.eel/EF-ap/20-19

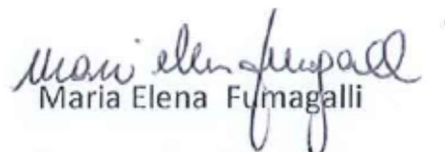
Milano, 5 luglio 2019

**Oggetto: Osservazioni di Edison S.p.A. allo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2019**

Con la presente si trasmettono le osservazioni in merito allo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale relativo all'anno 2019.

Rimaniamo a disposizione per qualsiasi integrazione o chiarimento.

Cordiali saluti.

  
Maria Elena Fumagalli

*Direttore Affari Regolatori*  
*Edison S.p.A.*

**Edison Spa**

Foro Buonaparte, 31  
20121 Milano  
Tel. +39 02 6222 1

Capitale Soc. 5.377.000.671,00 euro i.v.  
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019  
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754

**Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2019**

**Società / Ente / Associazione / Organismo:** Edison Spa

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** del Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna e sulle presentazioni del Piano di sviluppo rese disponibili.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** del Piano di sviluppo da parte dell'Autorità.

Osservazioni sul possibile **futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce delle nuove disposizioni<sup>1</sup> previste dal pacchetto di direttive e regolamenti europei “*Clean Energy for all Europeans*”.

Si esprime un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, che Terna sta progressivamente affinando su disposizione dell'Autorità, ai fini di una maggiore trasparenza verso gli stakeholders sul funzionamento e sviluppo delle infrastrutture di trasmissione della Rete Elettrica Nazionale. Data l'ingente quantità di documenti che compongono il Piano e su cui verte la consultazione, un periodo di consultazione di almeno 45 giorni sarebbe preferibile. In aggiunta, si esprime parere favorevole rispetto alla proposta di biennializzare la redazione dei futuri Piani di Sviluppo, che risulta in linea con quanto previsto dal Clean Energy Package, purché ogni anno vengano comunque pubblicate le relazioni relative agli stati di avanzamento rispetto ai piani degli anni precedenti.

<sup>1</sup> <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-10-2019-INIT/en/pdf> , in particolare articolo 32.

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo 2019 e su possibili ulteriori miglioramenti dell'analisi costi benefici applicata ai piani di sviluppo.

Osservazioni sulla proposta aggiornata di metodologia per un **indicatore di resilienza per la rete di trasmissione nazionale**, disponibile alle pagine 51-69 del documento metodologico.

Osservazioni sulla proposta metodologica per la determinazione di due nuovi indicatori socio-ambientali: **Anticipo Fruizione Benefici (B20)** e **Visual Amenity Preservata/Restituita (B21)**, presentata alle pagine 91-103 del documento metodologico

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 “la rete oggi”** del Piano di sviluppo (pagine 62-95) e in particolare sulle evidenze del funzionamento del sistema elettrico (criticità, congestioni, sezioni critiche) e dei mercati (prezzi nelle borse europee ed italiana, risultati del mercato dei servizi di dispacciamento, impianti essenziali).

Si esprime apprezzamento per l'affinamento delle analisi relative alla Mancata Produzione Eolica (MPE) con una rappresentazione dell'incidenza della MPE per zona e con un maggiore dettaglio in relazione alle cause che portano al non completo utilizzo dell'energia prodotta da fonte eolica. Infatti, questo nuovo dettaglio permette una migliore localizzazione dell'impatto delle congestioni della rete di trasmissione sulla produzione proveniente da fonti rinnovabili e consente di osservare che il 90% della MPE è dovuta a congestioni di rete che risultano essere la causa primaria del non completo dispacciamento della produzione da impianti eolici. Considerato il dato che mostra una crescita della MPE sul totale prodotto da fonte eolica (era 3% nel 2017, è salito al 3.9% nel 2018, ed è già al 4.6% nei primi 5 mesi del 2019) si auspica la realizzazione rapida di interventi mirati a ridurre le congestioni ed adeguare la rete alle necessità che la produzione da fonte rinnovabile, in particolare quella eolica, richiede nelle aree identificate come maggiormente critiche.

Spunto S4. Osservazioni sul **capitolo 3 “scenari”** del Piano di sviluppo (pagine 96-123) e in particolare sulla descrizione degli scenari nazionali “BASE” e “PNEC” (capitolo 3.4.4) e sulla presentazione degli scenari Sustainable Transition e Distributed Generation usati per il Piano di sviluppo e sullo scenario PNEC usato per l’analisi del Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (capitolo 3.5).

Osservazioni sul **capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine”** del Piano di sviluppo (pagine 201-205).

Osservazioni sulla predisposizione dei futuri scenari per i piani di sviluppo 2020 e sul coordinamento in corso tra il settore elettrico (Terna) e il settore gas (Snam Rete Gas).

Edison accoglie con favore l’utilizzo degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E in collaborazione con ENTSO-G per la predisposizione dei piani decennali di sviluppo delle reti elettriche e gas europee (TYNDP). Inoltre, è apprezzabile l’utilizzo di scenari che rispecchiano gli obiettivi di politica energetica e ambientale nazionale, come lo scenario PNEC. I diversi scenari utilizzati permettono di coprire una parte consistente delle possibili future evoluzioni che caratterizzeranno il settore energetico a livello nazionale e europeo. Di conseguenza si valuta positivamente il sistema di previsioni che è stato implementato. Rimangono, tuttavia, non del tutto chiare alcune ipotesi alla base dell’elaborazione dei suddetti scenari. In particolare, Edison ritiene opportuno fornire ulteriori dettagli relativamente all’evoluzione del parco termoelettrico sul quale non vengono fornite informazioni specifiche su quanta capacità verrà dismessa e quanta ne verrà installata di nuova.

In relazione al capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine” del Piano di sviluppo, Edison richiede maggiori dettagli in merito alle ipotesi utilizzate per la definizione del saldo import/export di 28 TWh al 2030 adottato come valore di input nello scenario PNEC. Questo livello di import dall’estero risulta infatti fortemente inferiore rispetto agli scenari ST e DG di ENTSO-E e ha un impatto significativo sul livello dei flussi di energia sulla sezione Centro Nord – Nord.

Il coordinamento in corso tra Terna e SNAM per la predisposizione di scenari di sviluppo comuni che integrano lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione a quella del gas è apprezzabile e per Edison risulta necessaria al fine di evitare la duplicazione di interventi e di garantire il contenimento delle spese gravanti sui consumatori. Inoltre, l’elaborazione in maniera coordinata di scenari di sviluppo delle reti elettriche e gas è pratica corrente a livello europeo negli ultimi anni ed i gestori delle infrastrutture nazionali, anche in considerazione della particolarità geografica e strutturale dell’Italia, dovrebbero coordinarsi per massimizzare la coerenza delle previsioni sul futuro del sistema energetico.

Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** del Piano di sviluppo e in particolare sui nuovi studi riguardanti potenza di corto circuito, flessibilità e inerzia del sistema descritti nel capitolo 4.2 (pagine 130-140).

Gli esiti delle elaborazioni che hanno portato a un così incoraggiante risultato per quanto riguarda l'adeguatezza della rete, in termini di LOLE e LOLP, sembrano promettenti. Gli effetti degli interventi che quindi Terna pianifica di effettuare sulla rete non possono che essere accolti positivamente.

D'altra parte, si ritiene che Terna possa, con alcuni interventi, sostituirsi agli operatori non regolati nell'erogazione di importanti servizi di rete. Pur apprezzando lo spazio dedicato alla qualità del servizio e alle necessità di riserva di potenza attiva o reattiva, non si concorda con l'attuale approccio di Terna di mettere in atto interventi strutturali per servizi di rete (ad esempio, compensatori sincroni) che potrebbero, già ad oggi, essere forniti dagli operatori tramite mercato. In particolare, si fa riferimento alla fornitura di potenza reattiva, che attualmente è richiesto agli impianti di generazione con il servizio di regolazione di tensione secondaria senza però prevedere un riconoscimento economico. Pertanto, si ritiene necessario che, in primo luogo, venga riconosciuta una adeguata remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di tensione agli impianti che la forniscono. In secondo luogo, in presenza di ulteriori esigenze di rete, prima di installare dispositivi per la fornitura di reattiva, Terna dovrebbe aver avviato e concluso (senza successo) una procedura di gara aperta, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, al fine di consentire agli operatori di esprimere la propria volontà di fornire con mezzi propri servizi di rete, come appunto la regolazione di tensione, tramite mercato.

In aggiunta, si sottolinea che la direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, recentemente adottata, prevede all'articolo 40 che i gestori di rete acquisiscano i servizi ancillari secondo “ a) procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato; b) partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione.”. Queste disposizioni si applicano anche alla fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza a meno che il regolatore nazionale non valuti che la fornitura a mercato di questi servizi non sia economicamente efficiente e abbia quindi concesso una deroga. In attesa del recepimento

di queste disposizioni che dovrà avvenire entro il 31 dicembre 2020, si ritiene fondamentale, come sottolineato nel paragrafo precedente, che Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblichi uno studio dettagliato sulla possibilità di fornitura di servizi di regolazione di tensione nelle aree interessate da parte di operatori non regolati con asset esistenti o di nuova costruzione ed organizzi una procedura di gara aperta, il cui esito negativo può giustificare lo sviluppo di risorse proprie per la fornitura di questi servizi.

Per quanto riguarda la sezione dedicata agli impianti di pompaggio idroelettrico, Edison ritiene necessaria la definizione di un quadro regolatorio certo che permetta lo sviluppo di questo tipo di impianti tramite meccanismi trasparenti e non ostativi della concorrenza e attraverso l'identificazione dei servizi che possono essere forniti da queste unità, evitando comunque discriminazioni tra le diverse tecnologie.

Infine, nell'ottica di sfruttare appieno la potenzialità delle energie rinnovabili del Nord Italia, si ritiene importante risolvere le problematiche (congestioni e fuori servizi che causano perdita di produzione di impianti idroelettrici ad acqua fluente) derivanti da collegamenti in antenna ubicati principalmente in Val Caffaro, in Val Camonica e in Valtellina. Una soluzione potrebbe essere individuata nello sviluppo della magliatura della rete che permetterebbe di limitare le interruzioni della produzione da fonte rinnovabile a beneficio del sistema elettrico nazionale.

Spunto S6. Osservazioni sui **costi consuntivati e stimati** per il Piano di sviluppo o per specifici interventi (vd. fogli di lavoro A e B della sintesi tabellare del Piano e schede intervento nei due volumi del rapporto di avanzamento).

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S7. Osservazioni sul **capitolo 6 “benefici per il sistema”** del Piano di sviluppo, in particolare riguardo incremento capacità di trasporto con l'estero, riduzione delle congestioni interzonal, incremento adeguatezza, riduzione vincoli alla produzione rinnovabile e riduzione emissioni CO<sub>2</sub> (pagine 206-210).

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S8. Osservazioni sui 19 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 174-199 e foglio di lavoro A della sintesi tabellare del Piano).

Osservazioni sulle proposte di variazione dell’ambito della RTN (sezione 1.7.1 del Piano di sviluppo).

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S9. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna**, codice 723 (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 426-429 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l’Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel<sup>2</sup> ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S10. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436 (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 285-286 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l’Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Non si hanno particolari commenti.

---

<sup>2</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>

Spunto S11. Osservazioni sul progetto di realizzazione del **secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro**, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 283-284 e analisi costi benefici del solo secondo polo resa disponibile in sede di consultazione del Piano 2018), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Si giudica positivamente la modalità con cui è stata condotta l'analisi costi benefici che valuta il secondo polo di interconnessione HVDC Italia – Montenegro, anche se permangono delle perplessità riguardo le ipotesi sottostanti la definizione del progetto. In particolare, si richiedono delucidazioni sulle stime di Import dal Montenegro che sembrerebbero non trovare giustificazione tenuto conto dell'attuale capacità di generazione e trasporto a disposizione in Montenegro e più in generale nell'area balcanica (linee di interconnessione con la Serbia, ecc.) e dei futuri progetti di sviluppo di infrastrutture di produzione e trasporto che non sembrano tali da generare un flusso così ingente di energia verso l'Italia.

Spunto S12. Osservazioni sul progetto **Nuova interconnessione Italia-Tunisia**, codice 601-I (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 423-424 e sintesi tabellare del Piano), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione".

Edison condivide le perplessità espresse dall'Autorità in relazione ai benefici attesi per il sistema elettrico italiano ed europeo dalla realizzazione del progetto "Nuova interconnessione Italia-Tunisia". In particolare, in ragione delle criticità del sistema elettrico regionale siciliano (parco di produzione vetusto, necessità di rinforzo della rete di trasmissione sull'asse est-ovest, ecc.), l'effettiva utilizzazione dell'interconnessione e i benefici connessi dipenderanno dalla realizzazione nei tempi previsti dei rinforzi interni propedeutici al funzionamento in sicurezza del nuovo collegamento.

Spunto S13. Osservazioni sul progetto di **Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria**, codice 204 (rapporto di avanzamento, volume 1, pagine 136-138 e sintesi tabellare del Piano), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione / allo studio".

Non si hanno particolari commenti.



Spunto S14. Osservazioni sui due volumi “**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**” del Piano di sviluppo, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede avanzamento e nella sintesi tabellare** che accompagna il Piano di sviluppo.

Si apprende dal report di “Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti” come non ci siano stati progressi rispetto alla demolizione parziale della stazione Edison 132 kV di Novara. Si richiedono quindi delucidazioni rispetto alle ragioni del mancato avanzamento dei lavori e si sollecita Terna ad un’accelerazione verso il completamento dell’opera affinché si possa garantire il mantenimento di adeguati livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio della rete dell’area locale. In relazione a ciò, si sottolinea che il completamento dell’intervento non può prescindere dall’acquisizione della dorsale a 132kV Cesano-Novara-Garlasco, nella disponibilità della scrivente, la quale non risulta essere nella lista delle possibili acquisizioni del Piano di Sviluppo 2019.

**Eventuali ulteriori osservazioni**

<b>Nr. progressivo</b>	<b>Osservazione<sup>3</sup></b>	<b>Documento</b>	<b>Paragrafo</b>
1			
2			
...			
...			
n			

---

<sup>3</sup> Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).